



Analyse

Großbatteriespeicher effizient integrieren

Impressum

Herausgeber:

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin

Tel.: +49 30 66 777-0
Fax: +49 30 66 777-699

E-Mail: info@dena.de
Internet: www.dena.de

Autoren:

David Frank, dena
Dr. Jakob Schieder-Hestermann, dena
Christian Wollbaum, dena

Bildnachweis:

Shutterstock/106882997

Stand:

02/2026

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

Bitte zitieren als:

Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2026): Batteriespeicher effizient integrieren

Inhalt

1	Zusammenfassung	4
2	Großbatteriespeicher als zentrale Energiewende-Technologie.....	5
3	Herausforderungen für das Stromnetz	7
4	Maßnahmen für die effiziente Integration.....	8
4.1	Netzanschlüsse.....	8
4.2	Effiziente Betriebs- und Allokationsanreize.....	10
	Literaturverzeichnis.....	14

1 Zusammenfassung

Projekte für Großbatteriespeicher werden aktuell aufgrund stark sinkender Produktionskosten und hoher Erlöspos-tenziale am Strommarkt in hoher Zahl entwickelt. Das ist eine große Chance für das Stromsystem. Denn mit ihrer Flexibilität stabilisieren Batteriespeicher Preise, können das Preisniveau insgesamt senken, stellen wichtige Sys-temdienstleistungen bereit und entlasten – die richtigen Anreize und Vorgaben vorausgesetzt – die Netze.

Die Integration von Batteriespeichern stellt das Stromnetz kurzfristig vor große Herausforderungen – sowohl mit Blick auf den Betrieb der Speicher als auch mit Blick auf knappe Netzanschlusskapazitäten.

Preisanreize ohne lokale Komponente sowie zum Teil fehlende Vorgaben und Eingriffsmöglichkeiten für Netzbetrei-ber führen dazu, dass Batteriespeicher Netzengpässe auch verschärfen und sehr kurzfristig mit hervorrufen können. Aufgrund der sehr großen Zahl an Netzanschlussbegehren werden Anschlusskapazitäten zunehmend knapp. Dadurch kommt es zu Verzögerungen bei Netzanschlüssen.

Kurz- und mittelfristig braucht es ein Bündel aus verschiedenen gezielten Maßnahmen, um den Herausforderungen bei der Integration von Batteriespeichern zu begegnen. Mittel- bis langfristig sollten dynamische, lokal differen-zierte Preissignale zusätzlich möglichst effiziente Anreize setzen.

Kurzfristig gilt es, Batteriespeicher besser in die Redispatch-Prozesse für beide Leistungsrichtungen zu integrieren und durch effektive, aber möglichst wenig einschränkende Betriebsvorgaben einen jederzeit sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Perspektivisch sollten ergänzend lokal differenzierte Preisanreize, zum Beispiel mithilfe dynami-scher Netzentgelte, wie sie aktuell von der Bundesnetzagentur (BNetzA) diskutiert werden, möglichst effiziente An-reize setzen.

Mit Blick auf die Netzanschlüsse gilt es, Transparenz hinsichtlich bestehender Anschlusskapazitäten zu schaffen sowie Prozesse zu standardisieren, zu optimieren und effizient zu digitalisieren. Darüber hinaus müssen bestehende Möglichkeiten zur Priorisierung genutzt, aber auch neue geschaffen werden. Erste Spielräume dafür wurden durch die Klarstellung, dass Batteriespeicher nicht unter die Kraftwerks-Netzanschlussverordnung fallen, geschaffen und von den Übertragungsnetzbetreibern bereits genutzt. Weitere Anpassungen des rechtlichen Rahmens werden vor-bereitet. Während der Netzausbau zentral bleibt, um neue Netzanschlusskapazitäten bereitzustellen, sollten flexible Netzanschlussvereinbarungen und Co-Location noch stärker zum Einsatz kommen, um bestehende Kapazitäten effizienter zu nutzen.

Ein zügiges, zwischen den Akteuren abgestimmtes Vorgehen ist essenziell für eine erfolgreiche und effiziente In-tegration von Batteriespeichern.

Aufgrund der schnellen Entwicklung gilt es, eine Vielzahl an zielgerichteten Maßnahmen zügig umzusetzen. Wichtige erste Schritte dazu sind auf dem Weg. Daneben sollte ein klares gemeinsames Zielbild sowohl für die Netzan-schlussprozesse als auch für den Betrieb der Speicher erarbeitet werden. Dadurch wird für alle Seiten die nötige Sicherheit geschaffen und die verschiedenen Interessen der Akteure werden angemessen berücksichtigt. Aufgrund der Vielzahl der zu implementierenden Instrumente, zu erwartender Wechselwirkungen sowie unterschiedlicher Zu-ständigkeiten ist eine enge Abstimmung zwischen Netzbetreibern, Batteriebranche sowie dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und der Bundesnetzagentur von besonderer Bedeutung.

2 Großbatteriespeicher als zentrale Energiewende-Technologie

Flexibilität wird mit steigenden Anteilen erneuerbarer Energien zur zentralen Währung im Energiesystem. Angesichts der noch schleppenden Elektrifizierung der Verbrauchssektoren, des langsamem Hochlaufs von Elektrolyseuren, der noch nicht ausreichend fortgeschrittenen Digitalisierung der Netze sowie fehlender Anreize hält die Flexibilisierung der Lastseite noch nicht mit der Entwicklung der erneuerbaren Energien Schritt. Es kommt daher immer häufiger zu negativen Preisen am Spotmarkt, insbesondere im Sommer zur Mittagszeit, aber auch zu hohen Preis spitzen in Zeiten hoher Residuallast.

Der Ausbau von Batteriespeichern ist von großer Bedeutung für das Energiesystem. Denn Batteriespeicher können Angebot und Nachfrage durch eine Verschiebung der Energieeinspeisung zum Beispiel von der Mittagszeit auf den Abend und der Entnahme auf Zeiten eines hohen Angebots aus erneuerbaren Energien in Einklang bringen und so Preise stabilisieren und das Preisniveau insgesamt senken. Zusätzlich können Batteriespeicher Systemdienstleistungen wie Regelenergie, Momentanreserve und Blindleistung bereitstellen. Seit diesem Jahr gilt ein verpflichtender Standard zur Erfüllung netzbildender Eigenschaften für alle im Übertragungsnetz neu angeschlossenen Batteriespeicher.¹ Damit könnten Batteriespeicher zukünftig einen signifikanten Beitrag zur Stabilität leisten und bieten Netzbetreibern die Möglichkeit, den Einsatz netzbildender Stromrichter zu erproben.²

Die Produktionskosten für Batteriespeicher sind zuletzt, unter anderem getrieben durch die Entwicklung und den Hochlauf der Produktion von Batterien für E-Autos, stark gesunken. Hohe Preis-Spreads am Strommarkt sowie Erlösmöglichkeiten am Regelleistungsmarkt machen Batteriespeicher früh rentabel und treiben die Projektentwicklung an. Um neben eigenkapitalbasierten Vorhaben weitere Projekte mit Fremdkapitalfinanzierung zu ermöglichen, schließen Projektentwickler zunehmend sogenannte Power Storage Agreements (PSA) ab. Analog zu Power Purchase Agreements (PPA) besichern sie laufende Einnahmen und verteilen Risiken zwischen Verkäufer und Käufer. Batteriespeicher ermöglichen Stromhändlern so die Integration von Erneuerbaren Energien in Versorgungskonzepte.

Aktuell sind 2,6 GW Großbatteriespeicher³ mit einer Kapazität⁴ von 3,9 GWh in Deutschland installiert⁵. Projekte mit einer Leistung von mindestens 5 GW und einer Kapazität von 10 GWh sollen gemäß dem Marktstammdatenregister bis 2030 ans Netz gehen. Diese Zahl spiegelt jedoch noch nicht die aktuelle Entwicklung wider. Gemäß einer Auswertung des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) von November 2025 haben Netzbetreiber bereits rund 80 GW an Netzzuschlusszusagen an Speicherbetreiber vergeben. Insgesamt liegen Netzzuschlussanfragen in einer Größenordnung von über 700 GW vor.⁶ Es ist davon auszugehen, dass ein Großteil dieser Anfragen Mehrfachanfragen oder Projekte mit geringer Realisierungswahrscheinlichkeit sind, sodass die Zahl der Projekte, die tatsächlich realisiert werden, wesentlich niedriger ausfallen dürfte. Dennoch ist in den nächsten Jahren

¹ 50Hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW (2024)

² Tennet (2024)

³ Fasst gemäß Definition der Bundesnetzagentur alle netzseitigen Batteriespeicher > 999 kW zusammen

⁴ Bei Großbatteriespeichern ist es üblich, die Batteriekapazität im Verhältnis zur Leistung des Speichersystems anzugeben. Dieses Energie-Leistungs-Verhältnis (EPR) wird auch als Speicherdauer bezeichnet. Es gibt an, wie lange ein voll geladener Batteriespeicher bei maximaler Leistungsentnahme benötigt, um sich vollständig zu entladen. Im Großbatteriespeichersegment ist die Speicherdauer in den letzten Jahren von 1 auf 2 Stunden deutlich angewachsen. Gründe dafür sind ein breiteres Einsatzprofil sowie eine erhebliche Kostendegression von Batteriezellen. Der Trend zu höheren Speicherdauern könnte sich in Zukunft noch weiter fortsetzen.

⁵ ecoSTOR (2025)

⁶ BDEW (2025a)

mit einem sehr dynamischen Ausbau zu rechnen. Der aktuelle Netzentwicklungsplan Strom geht beispielsweise von einer Großbatteriespeicherleistung zwischen 47 und 65 GW bis 2037 aus.⁷

Die langfristige Entwicklung der Erlöse von Batteriespeichern ist mit Unsicherheiten behaftet, da Flexibilitätsbedarfe mit dem schnellen Ausbau der erneuerbaren Energien weiter steigen, aber dennoch ab einem gewissen Punkt eine Sättigung des Marktes eintreten dürfte und Batteriespeicher zunehmend mit lastseitigen Flexibilitäten (Elektroautos, Wärmepumpen, Industrie) konkurrieren werden. Außerdem ist zu erwarten, dass die möglichen Erlöse am Regelleistungsmarkt, die aktuell noch einen signifikanten Anteil der insgesamt erzielten Erlöse ausmachen, aufgrund der hohen Durchdringung dieses Marktes mit Batteriespeichern stark sinken werden.

⁷ 50Hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW (2025a)

3 Herausforderungen für das Stromnetz

Die erfreuliche Marktentwicklung bei Batteriespeichern führt gleichzeitig zu erheblichen Herausforderungen bei der Integration ins Stromnetz. Sie ergeben sich insbesondere in zwei Bereichen:

- **Netzanschlusskapazität wird zu einem zunehmend knappen Gut.**

Im Zuge der fortschreitenden Elektrifizierung des Energiesystems steigen die Netzanschlussanfragen stark an: Erneuerbare-Energien-Anlagen, Rechenzentren, industrielle Verbraucher, Ladestationen, Wärmepumpen und immer mehr Batteriespeicher wollen an das Stromnetz angeschlossen werden. Batterieprojekte konkurrieren also mit anderen, für die Transformation entscheidenden Technologien um knappe Anschlusskapazitäten. Dies führt sowohl zu organisatorischen Herausforderungen bei der Bearbeitung von Anfragen durch Netzbetreiber als auch zu knapper werdenden Anschlusskapazitäten. In vielen Regionen müssen daher Netzanschlüsse abgelehnt werden, bis der Netzausbau fortgeschritten ist. Dadurch können sich Netzanschlüsse um mehrere Jahre verzögern, was sich negativ auf die Attraktivität des Wirtschaftsstandorts und seine weitere Transformation auswirkt.

Das Problem wird dadurch verschärft, dass Netzanschlussanfragen mangels Transparenz hinsichtlich der freien Anschlusskapazitäten mehrfach gestellt werden und somit „reife“ Anschlussvorhaben blockieren. Zudem ist eine Priorisierung von Anschlussanfragen im aktuellen Rechtsrahmen nur eingeschränkt vorgesehen.

- **Falsche und fehlende Anreize und Betriebsvorgaben sowie unzureichende Instrumente führen zu Herausforderungen für einen effizienten Netzbetrieb.**

Neben organisatorischen, regulatorischen und planerischen Herausforderungen rund um den Netzanschluss beeinflussen Batteriespeicher den lokalen und überregionalen Netzzustand und können entsprechend durch ihren Betrieb Netzengpässe verschärfen oder kurzfristig entstehen lassen. Batteriespeicher könnten prinzipiell so betrieben werden, dass sie Netzengpässe nicht verschärfen oder sie sogar vermeiden helfen. Ihnen fehlen jedoch im aktuellen gesetzlichen und regulatorischen Rahmen entsprechende Anreize oder Vorgaben.

Der Betrieb von Großbatteriespeichern orientiert sich aktuell vor allem am überregionalen Regelleistungsmarkt und am Großhandelsmarkt. Dieser Betrieb berücksichtigt aufgrund fehlender lokal differenzierter Preissignale jedoch nicht den tatsächlichen örtlichen Netzzustand. Ob das jeweilige Marktergebnis somit auch im Netz zu realisieren ist oder ob zu seiner Realisierung Redispatch angewendet werden muss, findet bei dieser Betriebsweise keine Beachtung.

Hinzu kommt, dass die genaue Nutzung von Batterien teils nur schwer vorherzusagen ist und es zu sehr kurzfristigen Abweichungen vom ursprünglichen Fahrplan kommen kann. Das liegt unter anderem daran, dass viele Batterien noch bis fünf Minuten vor der eigentlichen Leistungserbringung am Intraday-Markt teilnehmen, beispielsweise für den Bilanzkreisausgleich. Das trägt zu einer ausgeglichenen Systembilanz bei, allerdings können durch sehr kurzfristige Fahrplanänderungen kurzfristige Engpässe entstehen, die nicht im Rahmen der regulären Redispatch-Prozesse behoben werden können, da diese Prozesse einen größeren zeitlichen Vorlauf haben.

Die genannten Herausforderungen betreffen nicht nur Batteriespeicher, sondern prinzipiell alle neuen flexiblen Verbraucher und Erzeugungsanlagen. Allerdings erfordern der sehr schnelle Hochlauf von Batterien, die sehr hohen Leistungen der Batteriespeicher sowie die starke Ausrichtung des Speicherbetriebs am Strommarkt nun schnell Lösungen.

4 Maßnahmen für die effiziente Integration

Ideen für eine effizientere Integration von Batteriespeichern liegen vor – müssen aber weiterentwickelt und teilweise kurzfristig implementiert werden. Erste Schritte zur Umsetzung wurden zum Teil bereits ergriffen.

4.1 Netzanschlüsse

Netzanschlüsse sind derzeit ein zentraler Engpass bei der Umsetzung vieler neuer Projekte. Neben Speicherprojekten betrifft dies beispielsweise auch Rechenzentren, Erneuerbare-Energien-Anlagen, Wärmepumpen, Ladestationen und industrielle Verbraucher. Um vorhandene Netzkapazitäten besser zu nutzen und den Anschluss neuer Anlagen zu beschleunigen, rücken verschiedene Handlungsoptionen in den Fokus. Dazu gehören sowohl technische als auch regulatorische Ansätze, die die Effizienz, Transparenz und Flexibilität der Netzanschlussprozesse erhöhen können.

Die nachfolgenden Punkte zeigen auf, welche Maßnahmen derzeit diskutiert oder erprobt werden, um Speicherprojekte schneller und effizienter an das Stromnetz anzubinden. Diese Maßnahmen spielen jedoch nicht nur für die Netzanschlüsse von Batteriespeichern eine Rolle, sondern tragen auch dazu bei, andere Netznutzer schneller anzuschließen.

- **Optimierung der Netzanschlussprozesse vorantreiben:** Netzbetreiber arbeiten aktuell daran, ihre Netzanschlussprozesse zu optimieren, weitgehend zu digitalisieren und Personal aufzubauen, um die eingehenden Netzanschlussanfragen bewältigen zu können. Eine weitgehende Standardisierung der Anforderungen und Verfahren sowie eine teilweise Automatisierung tragen dazu bei, Prozesse weiter zu beschleunigen. Aktuell kommt es jedoch noch zu teils erheblichen Verzögerungen im Netzanschlussprozess.
- **Transparenz bei Anschlusskapazitäten sicherstellen:** Informationen zu Anschlusskapazitäten sind für Projektierer teils nicht transparent, sodass für Projekte oft mehrere Anschlussanfragen gestellt werden, um wenigstens an (irgend-)einem Ort einen Anschluss zu bekommen. Diese Mehrfachanfragen belasten die Prozesse zusätzlich und führen auf allen Seiten zu vermeidbaren Aufwänden. Erste Netzbetreiber sind dazu übergegangen, Informationen zu freien Netzanschlusskapazitäten zum Beispiel über Netzampeln oder Online-Karten-Tools bereitzustellen oder bestimmte Umspannwerke vorausschauend als sogenannte Einspeisesteckdosen auszubauen. Eine flächendeckende Umsetzung dieser Maßnahmen ist wünschenswert und gemäß der im Mai 2024 beschlossenen Novelle der EU-Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie (Art. 31 Abs. 2 und 3 neu) muss diese Regelung entsprechend zeitnah in die nationale Gesetzgebung aufgenommen werden.⁸
- **Priorisierung von Netzanschlussanfragen umsetzen:** Auf Übertragungsnetzebene gab es bisher keine Möglichkeit, Anschlussanfragen zu priorisieren und so zum Beispiel diejenigen Projekte mit den größten Umsetzungschancen und der höchsten Projektreife zuerst anzuschließen.⁹ Gemäß der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) gilt das Windhundprinzip für Projekte ab 100 MW, nach dem diejenigen Projekte zum Zuge kommen,

⁸ European Union (2019); die Umsetzung in nationales Recht steht Stand Januar 2026 noch aus. Das sogenannte „Netzanschlusspaket“, das diese Richtlinie umsetzt, befindet sich aktuell in der Vorbereitung und sieht umfangreiche Anpassungen der Netzanschlussprozesse vor.

⁹ TenneT (2025a)

die zuerst einen Antrag gestellt haben.¹⁰ Batteriespeicher wurden zu Ende 2025 jedoch explizit von dieser Regelung ausgenommen, sodass eine Verbesserung der Verfahren und eine Priorisierung im Rahmen der Regelungen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) möglich werden.¹¹ Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben darüber hinaus bereits einen Vorschlag für ein sogenanntes „Reifegradverfahren“ entwickelt, der eine gebündelte Prüfung der Anfragen alle 10 Monate, eine Priorisierung nach Projektreife sowie eine regelmäßige Überprüfung des Projektfortschritts vorsieht, um nicht benötigte Kapazitäten frühzeitig wieder zur Verfügung stellen zu können.¹² Dieses Verfahren soll bereits ab April 2026 für Netzanschlüsse im Übertragungsnetz Anwendung finden. Angesichts zunehmend knapper Netzanschlusskapazitäten für alle Netznutzer sollten aktuell bereits mögliche Spielräume für die Zuteilung knapper Netzanschlusskapazitäten genutzt werden und ergänzend sollte auch auf politischer Ebene eine Diskussion darüber stattfinden, wie das knappe Gut Netzanschlusskapazität unter den unterschiedlichen Kundengruppen möglichst sinnvoll verteilt werden kann.¹³

- **Flexible Netzanschlussvereinbarungen nutzen:** Flexible Netzanschlussvereinbarungen (Flexible Connection Agreement, FCA) erlauben eine Begrenzung der zur Verfügung gestellten Anschlussleistung in bestimmten Zeiträumen. So können der Bezug oder die Einspeisung von Batterien begrenzt werden, um eine Überlastung des Netzes zu vermeiden. Dies ermöglicht einen Netzanschluss auch bei beschränkten Kapazitäten, jedoch unter der Bedingung, dass der Betrieb des Speichers eingeschränkt ist.¹⁴ Netzbetreiber können Netznutzern gemäß § 17 Abs. 2b EnWG solche flexiblen Netzanschlussvereinbarungen anbieten, wenn ein uneingeschränkter Anschluss nicht möglich ist.

Diese Möglichkeit wird bereits in verschiedenen Ausgestaltungsvarianten genutzt, wenn auch noch in sehr begrenztem Umfang. Die Herausforderung bei der Ausgestaltung flexibler Netzanschlussvereinbarungen liegt darin, Überlastungen des Netzes effektiv zu vermeiden und Speichern gleichzeitig möglichst viele Freiräume für eine Optimierung am Strommarkt oder teilweise am Regelleistungsmarkt zu ermöglichen. Idealerweise orientieren sich Beschränkungen daher an der tatsächlichen Netzsituation, das heißt, sie sind dynamisch und berücksichtigen darüber hinaus auch die Wirkung des jeweiligen Betriebs auf andere Netzebenen.

Es wird aktuell auch diskutiert, ob es zur Ermöglichung möglichst vieler Netzanschlüsse hilfreich sein könnte, die Nutzung von flexiblen Netzanschlussvereinbarungen für Batteriespeicher verpflichtend zu machen.¹⁵ Es ist jedoch unklar, inwiefern dies rechtssicher möglich wäre.¹⁶ In jedem Fall wäre sicherzustellen, dass Einschränkungen das Geschäftsmodell der Speicher nicht übermäßig belasten und auch eine langfristige Planungssicherheit für Batteriespeicherbetreiber hinsichtlich der zu erwartenden Einschränkungen besteht.¹⁷ Dafür können beispielsweise Musterverträge als Leitplanken¹⁸ hilfreich sein, wie sie aktuell bereits von der Fachagentur Wind und Solar erarbeitet werden.¹⁹

- **Co-Location stärken und ausweiten:** Speicher können auch in Kombination mit Erzeugungsanlagen oder mit Verbrauchern angeschlossen bzw. an bestehenden Netzanschlüssen solcher Anlagen angeschlossen werden.

¹⁰ Bundesamt für Justiz (2025)

¹¹ Bundesregierung (2025)

¹² 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2026)

¹³ 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2025b)

¹⁴ BDEW (2025b)

¹⁵ TenneT (2024)

¹⁶ Stiftung Umweltenergierecht (2025)

¹⁷ BET (2025)

¹⁸ FfE (2025)

¹⁹ Fachagentur Wind und Solar (2025)

Dieser Trend ist bereits bei Photovoltaik-Parks zu beobachten und kann dazu beitragen, knappe Netzanschlusskapazitäten möglichst effizient zu nutzen. Die Nutzung eines bereits bestehenden Netzanschlusses hat jedoch Auswirkungen auf das Geschäftsmodell der Speicher: Während der Marktbetrieb des Speichers durch das Teilen des Netzanschlusses zwar eingeschränkt wird, da die Netzanschlusskapazität begrenzt ist, ergeben sich im Gegenzug Chancen zur Vermarktung der Flexibilität an andere am Netzanschlusspunkt angeschlossene Anlagen. In Kombination mit einer Verbrauchsanlage können die Strombezugskosten dieser Anlage optimiert werden. In Kombination mit Erneuerbare-Energien-Anlagen kann der Marktwert des Stroms durch Verschiebung der Einspeisung in teurere Stunden erhöht werden. Herausforderungen bei der Umsetzung dieser Lösung bestehen unter anderem durch die teils starke Einschränkung der Anschlusskapazität (in Kombination mit Erneuerbare-Energien-Anlagen insbesondere in Bezugsrichtung) sowie durch entstehende Risiken im Binnenverhältnis der den Netzanschluss teilenden Anschlussnehmer. Best-Practice-Beispiele und Musterverträge können auch hier helfen, diese Lösung in der Breite zur Anwendung zu bringen.²⁰

Aufgrund der knapper werdenden Netzanschlusskapazitäten ist es von großer Bedeutung, alle genannten Maßnahmen möglichst schnell umzusetzen und insbesondere beim Einsatz von flexiblen Netzanschlussvereinbarungen und bei Co-Location Erfahrungen zu sammeln, um Standards zu schaffen, die eine schnelle Umsetzung in der Breite ermöglichen.

Zusätzlich müssen angesichts der absehbar knappen Netzanschlusskapazitäten für alle neuen Netznutzer Lösungen für eine möglichst sinnvolle Nutzung und Zuteilung von Anschlusskapazitäten auch zwischen unterschiedlichen Nutzergruppen gefunden werden. Hier gilt es, einerseits bestehende Spielräume zu nutzen und andererseits auch politisch Prioritäten zu setzen. Die aktuelle Überarbeitung der Netzentgeltsystematik durch die Bundesnetzagentur bietet außerdem die Möglichkeit, Anreize zu schaffen, überschüssige Netzanschlusskapazität bei Bestandskunden wieder freizugeben und so gegebenenfalls weitere Spielräume im Netz zu eröffnen.²¹

4.2 Effiziente Betriebs- und Allokationsanreize

Die Betriebsweise von Großbatteriespeichern ist entscheidend für ihre Wirkung auf das Stromnetz und damit auch für ihre Wirkung auf die Systemsicherheit und auf die Kosten für verursachten Redispatch und den für Batterien nötigen Netzausbau.²² Die Wirkung von Speichern auf das Netz kann also nicht ohne Berücksichtigung der Betriebsstrategie des Speichers in Kombination mit der jeweiligen lokalen Netzsituation und dem Verhalten der anderen Netznutzer beurteilt werden.²³

Batterien können, wenn sie für das Stromsystem insgesamt kostenminimierend eingesetzt werden und entsprechend geplant und ausgelegt sind, einen großen Nutzen entfalten. Dies ist dann der Fall, wenn durch ihren Betrieb nicht entweder die Stromgestehungskosten oder die Netzkosten minimiert werden, sondern die Summe dieser Kosten.²⁴ In der Praxis bedeutet dies, dass Speicher ihren Betrieb nicht ausschließlich an den Preis-Spreads der

²⁰ Eine wesentliche rechtliche Hürde für die Kombination von Batteriespeichern mit Erneuerbare-Energien-Anlagen wurde durch die Anpassung des § 19 EEG Anfang 2025 und den anschließenden MiSpel-Prozess der Bundesnetzagentur (Bundesnetzagentur (2025a)) bereits adressiert. Durch die neue Regelung ist es möglich, einen Speicher ohne Verlust der Förderung des eingespeicherten Stroms aus Erneuerbaren Energien auch mit Strom aus dem Netz zu betreiben. Diese Regelung muss allerdings noch ihren Weg in die Praxis finden.

²¹ Bundesnetzagentur (2025b)

²² Tennet (2024)

²³ Eine Einordnung eines Speichers als netzdienlich, netzneutral oder netzbelastend ist daher nicht pauschal möglich, sondern nur in Abhängigkeit von der jeweiligen Netzsituation in Kombination mit der Betriebsstrategie des Speichers.

²⁴ FfE (2025); Neon, Consentec (2026)

einheitlichen Gebotszone ausrichten sollten, sondern bei ihrem Betrieb auch die jeweilige lokale Netzsituation berücksichtigen und dazu beitragen, Engpässe zu beheben. Hinzu kommt die mögliche Bereitstellung von Systemdienstleistungen, sofern deren Vorhaltung und Erbringung durch Batteriespeicher effizient ist.

Der aktuelle Marktrahmen reizt einen solchen insgesamt optimalen Betrieb weder für Batteriespeicher noch für andere Flexibilitäten systematisch an. Mittel- bis langfristig ist es daher wichtig, einen übergreifenden Rahmen zu etablieren, der für alle Flexibilitäten, also für Batterien ebenso wie für elektrische Fahrzeuge, Wärmepumpen, Elektrolyseure und flexible industrielle Verbraucher, effiziente Anreize setzt. Eine wichtige Säule dafür sind lokal differenzierte und dynamische Preissignale, die weitere für einen sicheren Netzbetrieb notwendige Instrumente ergänzen.

Maßnahmen mit Wirkung auf den effizienten und sicheren Betrieb von Batteriespeichern, die umgesetzt werden sollten und zum Teil bereits erprobt und vorbereitet werden, sind im Folgenden beschrieben:

- **Betriebsrestriktionen und Eingriffsrechte gut ausgestalten:** Mit der stark wachsenden angeschlossenen Leistung von Batteriespeichern werden bestimmte Betriebsrestriktionen für Batteriespeicher durch Vorgaben oder Eingriffsrechte der Netzbetreiber unausweichlich, um einen sicheren Systembetrieb zu gewährleisten. So gilt es zum Beispiel, zeitnah Instrumente zu entwickeln, die kurzfristige und nicht vorhersehbare durch Batterien verursachte Engpässe verhindern. Aktuelle Vorschläge von Netzbetreibern sehen hierfür beispielsweise Einschränkungen bei der kurzfristigen Handelsaktivität oder einen partiellen Central Dispatch vor.²⁵ Darüber hinaus können flexible Netzanschlussvereinbarungen ein engpassverschärfendes Verhalten von Batterien zumindest lokal verhindern. Hinzu kommen mögliche weitere Beschränkungen wie zum Beispiel Vorgaben für Rampen, also Vorgaben dazu, wie schnell Leistungsänderungen stattfinden dürfen, oder Vorgaben zum Verhalten der netzbildenden Umrichter, um die Bildung ungewollter Netzinseln zu verhindern und einen stabilen Netzbetrieb zu fördern. Eine wesentliche Herausforderung bei der Ausgestaltung all dieser möglichen Betriebsrestriktionen ist, das Geschäftsmodell der Speicher nicht unnötig einzuschränken und dadurch Mehrwerte für das Stromsystem, die aus der Aktivität der Speicher am Großhandels- und Regelleistungsmarkt entstehen, zu verlieren. Idealerweise orientieren sich Beschränkungen daher an der tatsächlichen Netzsituation, das heißt, sie sind möglichst dynamisch und nicht stärker als nötig²⁶. Gleichzeitig gilt es, die verschiedenen Instrumente möglichst gut aufeinander abzustimmen.
- **Redispatch weiterentwickeln:** Batteriespeicher können prinzipiell bereits heute im Rahmen des regulären Redispatch angewiesen werden, ihren Fahrplan anzupassen, und könnten perspektivisch auch Redispatch-Kapazitäten in Echtzeit bereitstellen. Sie kommen jedoch häufig noch nicht für den Redispatch zum Einsatz, da nur geringe Redispatch-Potenziale von Speichern gemeldet werden. Das liegt an den komplexen Einsatzrestriktionen von Batteriespeichern, die unter anderem durch den Speicherstand, die Temperatur der Batteriezellen, eine begrenzte Zyklenzahl sowie die Vermarktung von Regelleistung bedingt sind.²⁷ Eine Lösung für diese Herausforderung kann darin liegen, dass Batteriespeicher bestimmte Redispatch-Potenziale bereithalten, die dann bei Bedarf abgerufen werden können. Eine Möglichkeit, dies umzusetzen, ist eine Weiterentwicklung des kostenbasierten Redispatch um eine zusätzliche marktisierte Komponente. Hier würden Batteriespeicher ebenso wie flexible Verbraucher ihre Flexibilität an den Netzbetreiber vermarkten und dann

²⁵ Amprion (2025a); Amprion (2025b), Elia group (2025)

²⁶ BET (2025)

²⁷ Amprion (2025b)

zum Einsatz kommen, wenn sie die günstigste Option sind, um den Netzengpass zu beheben.²⁸ Diese Erweiterung des Redispatch wird aktuell in Pilotprojekten erprobt.²⁹

- **Räumliche Steuerung über Baukostenzuschüsse durchführen:** Der Betrieb von Batteriespeichern ist entscheidend dafür, ob durch sie zusätzliche Netzkosten verursacht werden. Allerdings spielt auch die Verortung von Speichern im Netz eine Rolle dafür, ob sie mit einer bestimmten Betriebsstrategie tendenziell netzbelastend oder -entlastend wirken. Die örtliche Steuerung des Speicherausbaus kann zum Beispiel über differenzierte Baukostenzuschüsse erfolgen. Dieses Instrument wird bereits eingesetzt.³⁰ Die Lenkungswirkung dieses Instruments sollte jedoch regelmäßig überprüft werden, um eine übermäßige Belastung für Batteriespeicher zu vermeiden.
- **Fehlanreize reduzieren und effiziente Anreize durch lokale, dynamische Preissignale setzen:** Individuelle Beschränkungen und Eingriffe in den Betrieb von Speichern können reduziert werden, wenn Preissignale für den Betrieb von Batteriespeichern auch die aktuelle, lokale Netzsituation widerspiegeln und so Anreize für einen insgesamt effizienten Betrieb gesetzt werden. Es gibt unterschiedliche Ansätze, um solche dynamischen und lokal differenzierten Preissignale umzusetzen. Diskutierte Varianten sind die Aufteilung der einheitlichen deutschen Strompreiszone bis hin zu sogenannten nodalen Preisen, die an jedem Netzknoten gebildet werden, sowie die Einführung zeitlich und örtlich differenzierter Netzentgelte.^{31, 32, 33}

In der Theorie setzt ein nodales System die effizientesten Preisreize, allerdings sind weder nodale Preise noch eine Aufteilung der einheitlichen deutschen Strompreiszone aktuell in Deutschland politisch unterstützte Varianten.³⁴ Zeitlich und örtlich differenzierte Netzentgelte hingegen werden von der Bundesnetzagentur im Rahmen des aktuell laufenden AgNes-Prozesses zur Festlegung einer neuen Netzentgeltsystematik in Betracht gezogen und insbesondere für Batteriespeicher als vielversprechendes Instrument diskutiert. Eine Einführung dynamischer Netzentgelte, die Engpässe auf den oberen Netzebenen berücksichtigen, scheint laut Bundesnetzagentur bereits ab 2029 grundsätzlich möglich, auch wenn die flächendeckende Implementierung aufgrund der relativ hohen Komplexität und noch zu schaffender Voraussetzungen schrittweise erfolgen müsste.³⁵ Neben dynamischen Netzentgelten für Batteriespeicher zieht die Bundesnetzagentur, aufbauend auf den Überlegungen zur Netzentgeltsystematik oberhalb der Niederspannung, auch in Betracht, ein Kapazitätsentgelt und einen statischen (saldierten) Arbeitspreis zu erheben. Dieser Vorschlag wird aktuell stark diskutiert, da statische Arbeitspreise den optimalen Betrieb einschränken und Kapazitätsentgelte je nach Ausgestaltung und Interaktion mit anderen Restriktionen wie FCAs teils erhebliche finanzielle Risiken für Batterieprojekte bergen.

Die Vorbereitungen für eine bessere betriebliche Integration von Batteriespeichern laufen bereits an und müssen intensiv fortgesetzt werden, um mit dem zu erwartenden Hochlauf der Speicher Schritt zu halten und die damit verbundenen Chancen zur Senkung der Gesamtsystemkosten zu nutzen. Ein ausreichend ausgestatteter Werkzeugkasten ist für Netzbetreiber unverzichtbar, um einen sicheren Netzbetrieb auch mit vielen Batteriespeichern sicherzustellen. Um betriebliche Restriktionen und den Redispatch so wenig wie möglich einsetzen zu müssen, ist

²⁸ dena (2024), E-Bridge (2022)

²⁹ TenneT (2025b)

³⁰ TenneT (2025a), Bundesnetzagentur (2024)

³¹ 50Hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW (2025c)

³² Monopolkommission (2025)

³³ Neon (2025)

³⁴ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2025)

³⁵ Bundesnetzagentur (2025c); Bundesnetzagentur (2026)

es von zentraler Bedeutung, Fehlanreize zu vermeiden und möglichst zielgenaue Betriebsanreize für Batteriespeicher durch dynamische und lokal differenzierte Preissignale zu setzen. Die Voraussetzungen dafür gilt es nun so schnell wie möglich auszustalten.

Literaturverzeichnis

50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2024): Anforderungen an Batteriespeicher, Zusätzliche Technische Anforderungen an Batteriespeichersysteme mit Anschluss am Höchstspannungsnetz, URL: <https://www.netztransparenz.de/de-de/%C3%9Cber-uns/Studien-und-Positionspapiere/Anforderungen-an-Batteriespeichersysteme>

50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2025a): Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (Version 2025), URL: <https://www.netzentwicklungsplan.de/nep-aktuell/netzentwicklungsplan-20372045-2025>

50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2025b): Herausforderung Netzanschluss, URL: https://www.50hertz.com/xspProxy/api/staticfiles/50hertz-client/dokumente/medien/positionspapiere/20251029_4u%CC%88nb-positionsapier_kraftnav_netzanschluss.pdf

50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2025c): Dynamische Netzentgelte – Diskussionspapier der vier Übertragungsnetzbetreiber, URL: <https://www.amprion.net/Dokumente/Transparenz/Studien-und-Stellungnahmen/2025/251107-Diskussionspapier-Dynamische-Netzentgelte-4%C3%9CNB.pdf>

50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2026): Reifegradverfahren für Netzanschlüsse an das Übertragungsnetz – Konzept der Übertragungsnetzbetreiber, URL: https://www.netztransparenz.de/Portals/1/Dokumente/Presse/2026/2026-02-05_Vier_Uebertragungsnetzbetreiber_Reifegradverfahren_Dokumentation_V100.pdf

Amprion (2025a): Partieller Central Dispatch mit Wind und Photovoltaik, URL: https://www.amprion.net/Dokumente/Transparenz/Studien-und-Stellungnahmen/2025/Amprion_Partieluer_Central_Dispatch_mit_Wind_und_Photovoltaik.pdf

Amprion (2025b): Kurzfristige Netzengpässe: Herausforderungen und Lösungsansätze mit EE und Batteriespeichern, in Energiewirtschaftliche Tagesfrage, 3.10.2025, URL: <https://www.energie.de/et/news-detailansicht/nsctrl/detail/News/kurzfristige-netzengpaesse-herausforderungen-und-loesungsansaetze-mit-erneuerbaren-energien-und-batteriespeichern/>

BDEW (2025a): Umfrage zu Netzanschlüssen Großbatteriespeicher, URL: <https://www.bdew.de/presse/netzanschlussboom-bei-gro%C3%9Fbatteriespeichern-erfordert-schnell-neue-regeln/>

BDEW (2025b): Zuteilung von Entnahmleistung oberhalb der Niederspannung, URL: https://www.bdew.de/media/documents/%C3%96ffentlicher_Bereich_AWH_Zuteilung_Entnahmleistung.pdf

BET (2025): Kurzstudie: Auswirkungen von Betriebseinschränkungen für Batteriegrößspeicher durch Netzbetreiber-Vorgaben, URL: <https://www.bet-consulting.de/kurzstudie-grossbatteriespeicher>

Bundesamt für Justiz (2025): Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (KraftNav), URL: <https://www.gesetze-im-internet.de/kraftnav/>

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2025): Aktionsplan Gebotszone – Gemäß Art. 15 Verordnung EU 2019/943, URL: https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/aktionsplan-gebotszone-2025.pdf?__blob=publicationFile&v=34

Bundesnetzagentur (2024): Positionspapier zur Erhebung von Baukostenzuschüssen, BK8, URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_04_InfoRundschr/43_Leitfaeden/Downloads/Positionspapier_DL.pdf?blob=publicationFile&v=7

Bundesnetzagentur (2025a): Festlegungsverfahren zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpEL), URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Aufsicht/MiSpEL/start.html

Bundesnetzagentur (2025b): Netzentgeltkomponenten: Orientierungspunkte der BNetzA, URL: https://bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Downloads/2025/12_2025/02_12_2025/251202_Sachstandspapier_AgNes.pdf

Bundesnetzagentur (2025c): Dynamische Netzentgeltkomponente: Orientierungspunkte der BNetzA, URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Downloads/2026/01_2026/14.01/AgNes_Orientierungspunkte_Dynamisierung.html?nn=1052120

Bundesnetzagentur (2026): Speichernetzentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA, URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Downloads/2026/01_2026/30.01/Orientierungs-punkte_Speichernetzentgelte.pdf

Bundesregierung (2025): Verordnung zur Änderung der Kraftwerks–Netzanschluss, URL: <https://dserver.bundestag.de/brd/2025/0743-25.pdf>

Dena (2024): Weiterentwicklung des Netzengpassmanagements, URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2024/Weiterentwicklung_des_Netzengpassmanagements.pdf

E-Bridge (2022): Redispatch 3.0: Regulatorischer Rahmen, Markt- und Produktdesign, URL: <https://www.transnetbw.de/de/newsroom/presseinformationen/studie-zu-redispatch-3-0-vorgestellt>

ecoSTOR (2025): Speichermonitor (Stand: Dezember 2025), URL: <https://speichermonitor.eco-stor.de/>

Elia group (2025): Storage for System Strength: Store smartly for a sustainable, affordable and secure system, URL: https://issuu.com/eliagroup/docs/storage_for_system_strength_store_smartly_for_a_s?fr=sNDc3Yzg5NDM4MTI

European Union (2019): Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (Neufassung), URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:32019L0944>

Fachagentur Wind und Solar (2025): Ein Mustervertrag zur Überbauung entsteht – Aktueller Stand und Überblick, URL: https://www.fachagentur-wind-solar.de/fileadmin/Veranstaltungen/2025/2025-11-13_33_Windenergietaage_Potsdam/33WET13_F26_1530_Sudhaus_FA_Wind-Solar.pdf

FfE (2025): Netzverträglicher Ausbau von Großbatteriespeichern – Lösungsansätze aus der Praxis, URL: https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2025/06/20250521_Netzvertraeglicher_BESAusbau_final.pdf

Monopolkommission (2025): Energie 2025: Wettbewerb und Effizienz für ein zukunftsfähiges

Energiesystem, URL: <https://monopolkommission.de/de/gutachten/sektorgutachten/sektorgutachten-energie/477-10-sektorgutachten-energie-2025.html>

Neon (2025): Netzdienlichkeit von Großbatterien, URL: <https://neon.energy/netzdienlichkeit-grossbatterien/>

Neon, Consentec (2026): Systemdienlichkeit von Großbatterien, URL: [Neon-Consentec-Systemdienlichkeit-Großbatterien.pdf](#)

Stiftung Umweltenergierecht (2025): Der rechtliche Rahmen des Netzanschlusses von Erneuerbare-Energien-Anlagen, URL: https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2025/10/Stiftung_Umweltenergierecht_WueBerichte_60_Hintergrundpapier_Netzanschluss.pdf

TenneT (2024): Quo Vadis, Großbatteriespeicher, URL: <https://www.tennet.eu/de/uebertragungsnetz/unser-stromnetz/wie-das-zukuenftige-stromnetz-funktionieren-soll/studie-quo-vadis-grossbatteriespeicher>

TenneT (2025a): Positionspapier Politische Impulse zur Weiterentwicklung des Netzanschlussprozesses, URL: https://tennet-drupal.s3.eu-central-1.amazonaws.com/default/2025-08/2025-07_Positionspapier_Netzanschlussverfahren.pdf

TenneT (2025b): DataFlex startet: Digitale Sektorenkopplung für ein stabiles und bezahlbares Energiesystem, URL: <https://www.tennet.eu/de/news/dataflex-startet-digitale-sektorenkopplung-fuer-ein-stabiles-und-bezahlbares-energiesystem>

dена

www.dena.de